



avril 2023

Marché du gaz en Europe : enjeux, priorités et solutions

Markus Brunnermeier, Princeton University , **Sylvain Chassang,** Princeton University et membre du CAE

La détérioration du contexte géopolitique, à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, en février 2022, a provoqué une crise du système énergétique de l'Union européenne en entraînant la réduction de 80 % des importations de gaz naturel russe qui représentait 45 % de la consommation européenne en 2021. Malgré des politiques efficaces de réduction de la consommation, le marché du gaz naturel a été fortement perturbé en 2022, son prix comptant passant de 80 €/MWh à plus de 300 €/MWh entre janvier et août 2022. La hausse des prix du gaz s'est transmise au marché de l'électricité dans la mesure où les centrales électriques au gaz ont souvent été les dernières technologies appelées à produire, fixant le prix sur le marché spot horaire de l'électricité. Les enjeux spécifiques au marché de l'électricité sont traités dans la *Note* n° 76 du CAE « Le triple défi de la réforme du marché européen de l'électricité ».

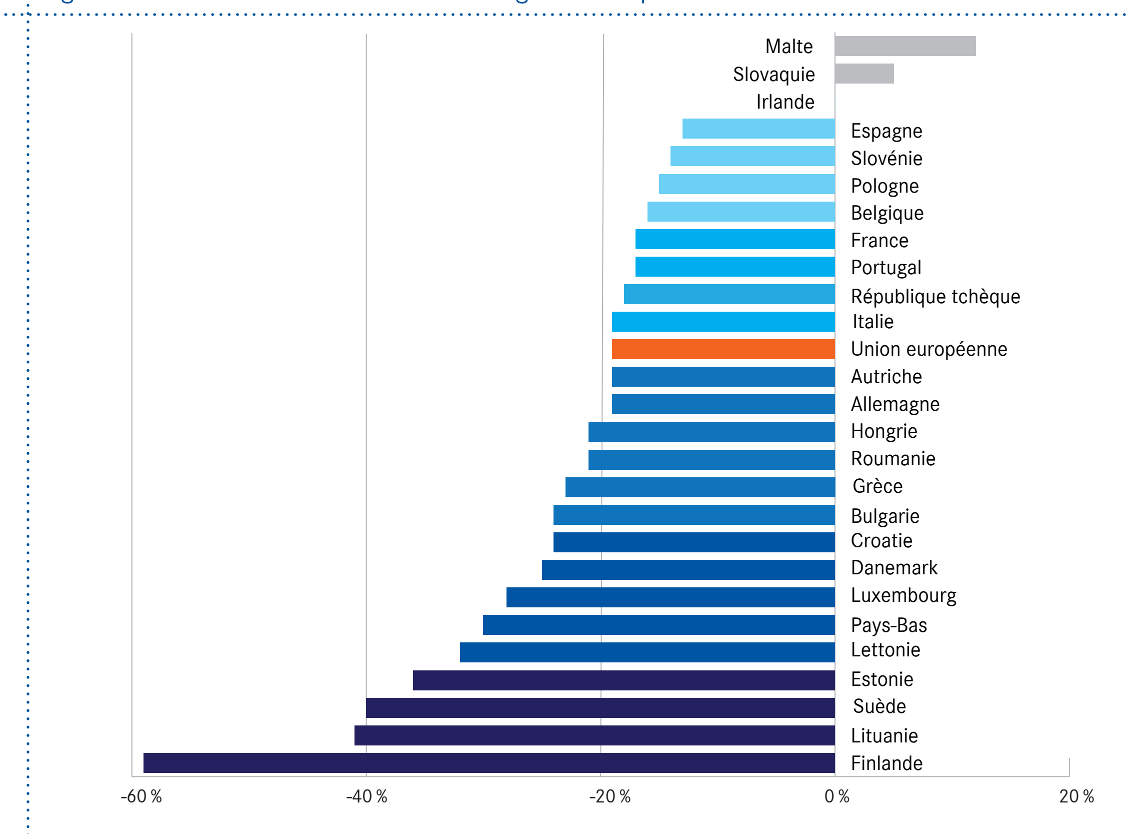
L'objet de ce *Focus* est, en complément de la *Note*, d'exposer les enjeux considérables liés au marché du gaz, et les fortes incertitudes qui pèsent à court terme sur le futur énergétique européen. Les prix du gaz ont certes retrouvé au début du printemps 2023 les niveaux d'avant 2022, et l'on n'observe aucune anticipation à la hausse des prix pour l'année à venir, mais cela ne signifie pas que la crise est derrière nous. En effet, les sources de disruption pouvant conduire à une nouvelle envolée des prix sont nombreuses : un printemps froid ou un été chaud dans l'hémisphère nord, une sécheresse hivernale en Amérique latine réduisant la production hydroélectrique, une relance macroéconomique en Chine, premier consommateur mondial de GNL, une interruption des gazoducs russes qui fournissent encore 10 % des besoins européens, un accident industriel, comme celui du terminal de liquéfaction de Freeport au Texas ou encore un sabotage, comme celui du gazoduc Nordstream en septembre 2022. Ce *Focus* fixe des priorités pour réduire cette incertitude et propose plusieurs pistes pour s'adapter au contexte changeant.

Loin d'être impuissante, l'Union européenne dispose de leviers pour gérer efficacement la crise énergétique actuelle. Pour élaborer une réponse efficace et proportionnée, la première étape indispensable est d'améliorer notre information sur les anticipations des grands acteurs du marché du gaz et sur leur exposition à la volatilité des prix de court terme, et de réduire les incertitudes pesant sur l'efficacité des interventions publiques. Dans un deuxième temps, si l'achat groupé de gaz au niveau européen semble répondre au défi de la crise, nous insistons sur le fait que son succès dépendra fortement de ses modalités : plusieurs ajustements quant à l'organisation des négociations et aux mécanismes d'allocation sont à disposition des acteurs européens pour construire un tel projet dans les mois à venir.

À la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, en février 2022, le système énergétique de l'Union européenne est entré en crise. La détérioration du contexte géopolitique a conduit à une réduction de 80 % des importations de gaz naturel russe qui représentait pourtant 45 % de la consommation européenne en 2021.

Malgré des politiques efficaces de réduction de la consommation (voir figure 1), le marché du gaz naturel a été fortement perturbé en 2022 (voir figure 2), son prix comptant passant de 80 €/MWh à plus de 300 €/MWh entre janvier et août 2022.

Figure 1: Réduction de la consommation de gaz en Europe



Source : Eurostat – la baisse de la consommation est calculée sur la période août 2022-janvier 2023, par rapport à la moyenne des consommations sur la même période, en 2017-2021.

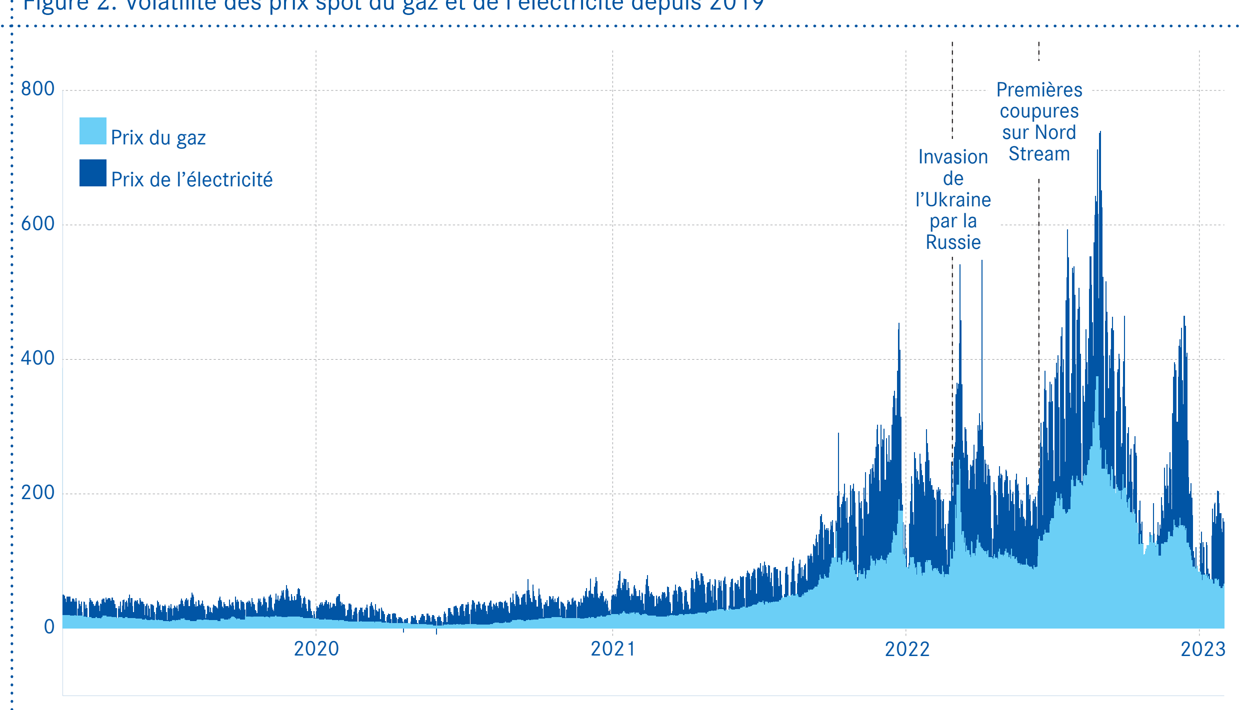
La hausse des prix du gaz s'est transmise au marché de l'électricité dans la mesure où les centrales électriques au gaz ont souvent été les dernières technologies appelées à produire, fixant le prix sur le marché spot horaire de l'électricité. Les enjeux spécifiques de ce marché sont traités dans la *Note* du CAE (Bureau et al. [2023] « Le triple défi de la réforme du marché européen de l'électricité », *Note* n° 76, mars).

L'objet de ce focus est d'exposer les enjeux considérables liés au marché du gaz et les fortes incertitudes qui pèsent à court terme sur le futur énergétique européen. Il définit les priorités pour réduire ces incertitudes et propose plusieurs leviers pour s'adapter au contexte changeant.

1. Des incertitudes fortes sur l'approvisionnement en gaz pour l'année à venir

La régulation du prix du gaz est un enjeu considérable pour les Européens. À titre d'exemple, annuellement, la France et l'Allemagne consomment respectivement près de 450 TWh et 850 TWh de gaz, et doivent reconstituer des réserves de 130 TWh et 250 TWh d'ici le 1er novembre 2023. Bien que les prix soient moins élevés qu'à l'été 2022, autour de 60 €/MWh en janvier 2023, la consommation annuelle française et allemande serait évaluée à environ 1 % et 1,3 % du PIB. Si le gaz atteignait le prix plafond mis en place par l'UE sur le marché TTF, soit 180 €/MWh, la facture de l'approvisionnement s'élèverait alors à environ 3 % et 4 % du PIB. Ainsi, lorsque les approvisionnements russes ont cessé durant l'été 2022, le prix du gaz a explosé pour atteindre 350 €/MWh. Sans coordination, le même phénomène risque de se reproduire.

Figure 2: Volatilité des prix spot du gaz et de l'électricité depuis 2019



Sources : Electricité : (France) Ember Climate à partir de ENSO-E. Gaz : (non spécifique à la France) données historiques journalières sur le marché TTF, prix à l'ouverture.

Actuellement, on n'observe pas d'anticipations à la hausse des prix pour l'année à venir : les prix à terme pour du gaz livré à l'hiver prochain oscillent entre 40 et 60 €/MWh sur la principale place d'échange du gaz en Europe, le TTF (voir encadré 1) . Cependant, cela ne signifie pas que la crise est derrière nous : une envolée des prix dans les semaines ou les mois à venir est toujours possible. En effet, les volumes échangés sur les marchés futurs sont trop faibles pour permettre à de gros importateurs ou à des gouvernements exposés de façon implicite à la hausse des prix de couvrir leur risque. Il est donc probable que les gros importateurs européens continuent d'être fortement exposés au prix comptant du gaz même si, aujourd'hui, les données permettant d'évaluer ce risque ne sont pas disponibles.

Les sources de disruption sont nombreuses[1]. Elles peuvent tout aussi bien résulter d'un printemps froid ou d'un été chaud dans l'hémisphère nord, ou d'une sécheresse hivernale en Amérique latine réduisant la production hydroélectrique[2], d'une relance macroéconomique en Chine, premier consommateur mondial de GNL, d'une interruption des gazoducs russes Yamal et Turkstream qui fournissent encore 10 % des besoins européens, d'un accident industriel, comme celui du terminal de liquéfaction de Freeport au Texas, qui a réduit de 20 % les capacités d'exportation de GNL américain de juin 2022 à mars 2023[3], ou encore d'un sabotage, comme celui du gazoduc Nordstream en septembre 2022.

Pour réduire ces risques, la Commission européenne met en place deux mécanismes dont l'efficacité est encore incertaine :

- un plafonnement – sous conditions – du prix du gaz TTF à 180 €/MWh[4]. Cette mesure nous paraît symbolique et limitée car elle ne couvre pas les marchés de gré à gré et cesse de s'appliquer en cas de perturbation des approvisionnements. Par ailleurs, aucune disposition n'a été prise pour réduire la consommation ou gérer un éventuel rationnement ;

[1] « Have LNG and gas markets returned to normality in 2023? », *Platts Commodity Focus*, 14/02/2023.

[2] « Worst Drought in 91 Years Turns Brazil Into Hot Spot for LNG », *Bloomberg*, 03/06/2021.

[3] « US gas export plant hit by blast reopens with uncertain future », *Financial Times*, 20/02/2023.

[4] Voir le Règlement (UE) 2022/2578 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un mécanisme de correction du marché afin de protéger les citoyens de l'Union et l'économie contre des prix excessivement élevés. Les conditions pour activer ce mécanisme sont les suivantes : 1) les prix à un mois atteignent plus 180 €/MWh sur l'indice TTF pendant trois jours ouvrables et 2) les cours sont supérieurs au prix mondial du GNL d'au moins 35 €, pendant ces trois mêmes jours. Il est désactivé automatiquement si l'on observe une augmentation de la consommation de gaz ou en cas de risque sur l'approvisionnement.



- la mise en œuvre d'une plateforme d'agrégation de la demande, permettant les achats groupés, dite « Joint Purchase Board » (JPB)[5]. Sa mise en place rencontre deux difficultés principales. D'une part, les acteurs historiques tels Engie, Uniper ou Eni montrent un intérêt limité pour la plateforme alors même que leur participation est centrale. D'autre part, la branche antitrust de la Commission européenne n'a toujours pas clarifié les conditions dans lesquelles les achats groupés pourraient être autorisés.

Dans ce contexte, il nous semble prioritaire de mieux appréhender l'état de l'approvisionnement des entreprises du gaz et de comprendre au plus tôt les difficultés à coordonner d'éventuels achats groupés.

En fonction des besoins révélés, nous proposons plusieurs possibilités d'adaptation des politiques publiques.

Encadré 1. **L'organisation de l'approvisionnement en gaz et le rôle croissant du gaz naturel liquéfié en Europe**

En 2022, environ 75 % du gaz européen est arrivé par gazoduc en provenance de Norvège, d'Algérie et de Russie. La réduction massive des exportations russes a été compensée par une hausse des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) qui représente 25 % des importations de gaz. Les exportations vers l'Europe de GNL en provenance des États-Unis ont presque doublé en 2022 et représentent 45 % des importations européennes. C'est sur ce marché du GNL que l'on trouve aujourd'hui des marges d'ajustement en réponse à la crise énergétique européenne.

La chaîne logistique du GNL[1] - production, liquéfaction, transport maritime, regazéification, stockage et transport par gazoduc - rassemble à la fois des acteurs publics et privés. Environ 60 % de la production mondiale est allouée via des contrats d'approvisionnement de long terme (généralement entre 5 et 20 ans), mais qui autorisent souvent le ré-export vers d'autres destinations. L'augmentation des prix liés à l'accroissement de la demande européenne réduit ainsi la demande asiatique. À titre d'exemple, le Japon a décidé, en septembre 2022, de remettre en service des centrales nucléaires. Cela permet aux importateurs japonais, détenteurs de contrats de long terme, de ré-exporter à profit une partie de leurs approvisionnements en GNL vers l'Europe.

Le reste de la production (en particulier celle venant des États-Unis) est allouée via des contrats de court terme. Une proportion croissante (44 %) des nouveaux contrats de long terme signés en 2022 sont détenus par des sociétés de trading, telles Shell, Total, Vitol ou Trafigura, qui allouent ensuite ces ressources à plus court terme selon les besoins du marché.

En 2021, deux points de tension ont grippé cette chaîne du gaz : la production et l'accès aux terminaux de regazéification en Europe. Le prix spot du GNL livré en Europe est brièvement passé en dessous de 0 € en novembre 2022 en raison de la saturation de la capacité de réception. La mise en opération rapide de terminaux mobiles (*Floating Storage Regasification Units* — FSRU), en Allemagne et aux Pays-Bas notamment, devrait en principe réduire ce problème en 2023.

La majeure partie des contrats de livraison de gaz sont conclus de façon bilatérale, selon des termes privés. Le reste des échanges de gaz a lieu sur des plateformes de marché ouvertes, où s'opère l'échange de gaz physique et de contrats à terme. Les deux marchés de référence en Europe correspondent à des points de livraison du gaz : le Title Transfer Facility (TTF), basé aux Pays-Bas, et le National Balancing Point au Royaume-Uni. C'est le TTF qui fait l'objet de mesures de plafonnement à 180 €/MWh[2]. Même si ces marchés représentent une petite partie des échanges, ils jouent un rôle important car les contrats de livraison du gaz sont souvent indexés, au moins en partie, sur ces prix de marché, ainsi que sur des indices tels que le Platts Northern Europe et Platts JK.

[1] Source : GIIGNL.
[2] « Union européenne : un plafonnement des prix du gaz en vigueur le 15 février 2023 », *Vie Publique*, 10/01/2023.

[5] Voir le Règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz.

2. Comment réduire les incertitudes ? Sécurité des infrastructures, partage d'informations et expérimentation

2.1. Assurer la sécurité des infrastructures

L'accident industriel du terminal de liquéfaction de Freeport, le sabotage du gazoduc Nordstream, ainsi que les difficultés techniques rencontrées par les terminaux flottants néerlandais[6] démontrent la fragilité des infrastructures énergétiques. Dans un contexte géopolitique tendu, il n'est pas exclu qu'elles deviennent la cible d'actions de sabotage à l'hiver prochain. Une coopération internationale accrue pour protéger les infrastructures et, en particulier, les interconnexions du réseau énergétique nous paraît un enjeu de premier ordre. Cette priorité sécuritaire n'est pas de notre domaine de compétence, même si elle est, selon nous, primordiale. Les priorités économiques que nous détaillons ci-dessous lui sont soumises.

2.2. Établir un bilan de la situation

Aujourd'hui, nous ne sommes pas en mesure de déterminer l'exposition des importateurs et des consommateurs industriels (tels Engie, EDF, Eni, Uniper ou E.On) au prix spot du gaz. Si ces entreprises ont pu conclure des contrats d'approvisionnement pour 2023 à des prix stabilisés proches du prix des contrats à termes sur le TTF, alors la baisse actuelle du prix du gaz est effectivement rassurante, et une action forte des États n'est vraisemblablement pas nécessaire. En revanche, si les consommateurs industriels de gaz restent largement exposés au prix spot du gaz, alors une action préventive des États est justifiée.

Mesurer cette exposition nous semble donc fondamentale. Pour ce faire, nous proposons de réaliser une enquête prospective sur l'approvisionnement des principaux importateurs et consommateurs européens. Cette enquête pourrait être réalisée en coopération avec des associations industrielles, comme le GIIGNL (l'association des principaux importateurs de GNL) ou le GIE (groupe représentant les opérateurs d'infrastructures de transport d'énergie en Europe). Ces deux organisations collectent régulièrement des données sur les échanges de gaz, les contrats signés et l'utilisation des infrastructures de réception et de transport.

Proposition 1. Faire le bilan et coordonner les plans d'approvisionnement des opérateurs.

Concrètement, nous proposons de mesurer :

- les besoins en gaz anticipés par trimestre jusqu'à la fin 2023,
- les approvisionnements en gaz déjà assurés et leur exposition au prix spot,
- les approvisionnements en gaz non encore pourvus.

Par ailleurs, pour mieux coordonner le remplissage des stocks et l'utilisation des terminaux de réception, il serait souhaitable d'établir des calendriers de livraison à six mois.

Les informations recueillies auprès des entreprises resteraient privées et confidentielles, et seraient agrégées pour préserver l'anonymat des positions individuelles. Les éléments préoccupants seraient partagés régulièrement avec les importateurs de gaz, notamment lorsqu'ils concernent les périodes de demande anticipée élevée sur le marché spot et les périodes de possible congestion des terminaux de regazéification.

2.3. Expérimenter l'achat groupé de gaz

La plateforme d'achat commune telle que prévue dans le règlement européen 2022/2576 du 19 décembre 2022 court trois types de risques :

---

[6] « Dutch LNG terminal at Eemshaven unable to deliver until Jan 30 », *Reuters*, 13/01/2023.



- un risque réglementaire : la Commission n'a toujours pas statué sur le traitement en droit de la concurrence du consortium d'achat formé par les acheteurs européens de gaz. Ceci limite fortement l'appétence des acheteurs européens pour les regroupements d'achats ;
- un défaut d'expertise technique : la négociation de contrats sur les marchés du gaz nécessite de maîtriser une chaîne logistique complexe et requiert une expertise qui pourrait faire défaut aux intermédiaires mandatés par la plateforme européenne ;
- un refus de participation des opérateurs historiques, dont les incitations à réduire le prix comptant du gaz ne sont pas claires (au vu des profits record réalisés en 2022 par Engie, Eni et Total par exemple).

Il nous semble donc prioritaire de réaliser au plus tôt des expérimentations d'achats communs pour mieux comprendre ces difficultés et y apporter des solutions. Expérimenter tôt est d'autant plus facile que les enjeux sont relativement faibles dans le contexte actuel d'un marché peu tendu.

Proposition 2. Expérimenter au plus tôt l'achat groupé.

Concrètement, la France et l'Allemagne pourraient chercher à acheter entre 2 % et 5 % de leurs réserves de sécurité, à livrer sur six mois. Ces quantités représentent entre 0,5 et 1,5 Mt de GNL, ce qui correspond à la fourchette des contrats de court terme habituellement signés. L'appel d'offres pourrait être ouvert à d'autres acheteurs, selon un mandat fixé à l'avance (temps d'immobilisation des fonds, fourchette de prix, quantité).

Cette expérimentation permettra :

- de créer une forme de jurisprudence, en engageant la Commission européenne à statuer sur les aspects antitrust de ce consortium et les conditions dans lesquelles l'achat groupé de gaz pourra s'opérer ;
- de vérifier si les opérateurs historiques vont collaborer à cet effort ou s'il faut faire jouer une concurrence plus large ;
- d'approfondir l'expertise des forces publiques dans la négociation et la logistique des contrats de gaz, qui permettra de mieux faire fonctionner le JPB ;
- d'activer bien en amont les négociations avec les vendeurs américains qui devraient être, à terme, les partenaires privilégiés de contrats communs de gaz pour les acheteurs européens. Il serait notamment utile de déterminer au plus tôt l'intérêt d'offrir aux extracteurs de gaz de schiste des contrats de moyen terme à un prix qui leur permettrait de maintenir en état leur capacité de production pour qu'elle soit disponible en cas de besoin à l'été 2023 et en 2024 ;
- de clarifier la bonne façon de structurer les mandats de négociation donnés (quelles tailles de contrat, quels délais de négociation, quelle fourchette de prix, etc.) ;
- de clarifier la façon d'allouer les approvisionnements obtenus dans le cas où la capacité est sur-souscrite.

3. Ajuster les réponses en fonction du contexte : propositions sur les modalités de mise en œuvre

Au cas où, après avoir recueilli et analysé les informations sur les anticipations et les approvisionnements, les acteurs européens s'avèrent très exposés au prix spot du gaz ou si la mise en œuvre d'un achat groupé paraît difficile, nous proposons des pistes d'ajustement de l'action publique.

3.1. Propositions pour améliorer l'efficacité du JPB en cas de mise en place difficile

Comme le suggère la récente proposition de la Commission européenne, les consommateurs européens peuvent bénéficier de l'agrégation de leur demande (voir encadré 2, p. 8). L'expérience japonaise d'organisation des achats de GNL par le biais de consortiums montre à quel point il est efficace d'avoir une seule équipe de négociation expérimentée représentant les intérêts de plusieurs importateurs. Cela permet d'exercer un plus grand pouvoir de négociation, mais aussi de mettre en place un accord plus attrayant pour les vendeurs en garantissant des niveaux de demande stables à une échelle importante.

Cependant, les acheteurs ont exprimé de fortes réticences à participer au JPB. Deux raisons l'expliquent :

1. les importateurs européens ont des préoccupations légitimes quant à l'efficacité du JPB et ne veulent pas perdre le contrôle de leurs approvisionnements ;

2. le JPB pourrait réduire les rentes d'intermédiation des gros opérateurs européens, notamment en cas d'augmentation du prix spot.

Par ailleurs, le projet de la Commission européenne fournit peu de détails sur l'organisation de la négociation entre acheteurs et vendeurs, alors que la façon dont les mandats de négociation sont structurés a un fort impact sur le succès des négociations.

Selon les résultats de l'expérience d'achat commun que nous proposons ci-dessus, plusieurs ajustements peuvent être envisagés.

Le premier consiste à mettre en place un marché de mandats de négociation en utilisant un design similaire à celui du *crowdfunding* :

- des *lead buyers* (par exemple les États français et allemand) ou des *lead negotiators* (par exemple une entreprise ayant l'expertise nécessaire comme Engie, Trafigura ou Tokyo Gas) soumettent des propositions de mandats de négociation. Ils en précisent les objectifs (prix, quantités, échéancier de livraison) et les conditions d'activation du mandat (capital minimum collecté pour entamer les négociations), ainsi que de possibles *success-fees* ;
- dans un laps de temps assez court (quelques jours par exemple), les acheteurs peuvent s'engager sur les mandats de négociation proposés. Si l'objectif minimal de collecte n'est pas atteint, le capital engagé leur est immédiatement restitué ;
- Si les négociations commencent mais n'aboutissent pas en temps voulu, au bout d'un mois par exemple, les participants peuvent réclamer le remboursement de leur capital.

Cette proposition permet d'atteindre plusieurs objectifs :

- elle réduit le risque pour les importateurs de participer au JPB en leur restituant rapidement leur capital en cas d'échec d'un mandat d'achat conjoint ;
- elle permet aux participants de choisir par qui ils veulent être représentés ;
- elle renforce la capacité des négociateurs principaux à négocier en les obligeant à s'engager à l'avance sur des conditions et des délais.

Si les opérateurs européens historiques ne souhaitent pas participer à un système d'achat commun, même si celui-ci est conçu pour réduire le risque d'approvisionnement qu'il leur fait porter, alors il faudra faire jouer une concurrence plus large, en invitant explicitement des opérateurs internationaux (notamment des États-Unis et du Japon) à tenir le rôle de *lead negotiator*.

3.2. Planifier des mesures de réduction de la consommation au fur et à mesure que les prix augmentent

Le projet de plafonnement du prix du gaz par l'Europe pêche par manque de dispositions permettant de gérer la demande en cas de hausse des prix. Il faut pouvoir la réduire avant que le plafond ne soit atteint et gérer la pénurie et le rationnement si le plafond était atteint. Par ailleurs, ce plafond symbolique ne doit pas être perçu comme une garantie de stabilité autorisant les entreprises et les ménages à ne pas se préparer à des réductions de consommation.



Encadré 2. Dans quel contexte les achats groupés peuvent-ils être utiles ?

Les importateurs japonais, historiquement les plus gros consommateurs de GNL, ont une longue expérience des achats groupés, notamment pour les contrats de long terme. Concrètement, un mandat de négociation est donné à une équipe représentant de multiples compagnies qui s'engagent à acheter une proportion prédéfinie des approvisionnements obtenus. Du point de vue du vendeur, cette approche peut être attractive car elle permet de sécuriser une partie plus importante de ses ventes et de simplifier les interactions avec ses clients. Du point de vue des acheteurs, cette approche permet d'obtenir de meilleurs prix, de mutualiser les risques de contrepartie et d'augmenter la flexibilité des livraisons individuelles.

La capacité des négociateurs à obtenir de meilleurs prix dépend du mandat qui leur est donné. Le vendeur doit prendre en compte le fait que demander un prix élevé risque de mener la négociation à l'échec. Pour cela, il est important de donner aux négociateurs des objectifs fermes, ainsi qu'un temps de négociation limité. Par ailleurs, il faut que les acheteurs représentés s'engagent à ne pas surenchérir immédiatement en privé si les négociations communes devaient échouer.

On peut se demander quel impact une coordination européenne peut avoir sur le prix du GNL : historiquement, l'Europe représente moins de 30 % des importations, contre 70 % pour l'Asie – le Japon, la Corée et la Chine étant les plus gros importateurs. Nous pensons pourtant que l'impact potentiel est élevé. D'une part, 30 % des importations n'est pas une part de marché négligeable. D'autre part, en situation de prix spot élevé, si le plafond de 180 €/MWh était atteint, la part de marché européenne serait alors beaucoup plus élevée, et la coordination susceptible d'avoir un impact important.

Concernant la régulation antitrust, dans certaines circonstances, la réalisation d'achats groupés peut être une entrave à la concurrence réduisant l'efficacité des marchés. Néanmoins, nous ne pensons pas que ce soit le cas ici. D'une part, la coordination entre acteurs privés – dont le but est de maximiser le profit – a un impact social très différent de la coordination entre acteurs publics – qui intègrent de façon plus systématique des objectifs sociaux légitimes. D'autre part, l'offre de gaz de court terme est un secteur fortement concentré. Dans ce cas, la coordination des acheteurs tend à améliorer plutôt qu'à réduire l'efficacité des marchés.

Notons que l'organisation de groupes d'achats communs a été au cœur de la construction européenne. Dès la Première Guerre mondiale, les Alliés ont organisé un groupe d'achats de fret maritime. Après la Seconde Guerre mondiale, la Communauté européenne du charbon et de l'acier (Ceca) coordonne les efforts de reconstruction pour utiliser au mieux les ressources limitées du plan Marshall et réduire les rentes capturées par le cartel des industriels du charbon et de l'acier.

Pour mieux soutenir les efforts d'approvisionnement de consortiums d'achats et encourager les mesures d'adaptation des entreprises et des ménages, les États devraient prévoir et annoncer une série d'objectifs de réduction de la consommation à mettre en œuvre au fur et à mesure que les prix augmentent. Les mesures permettant d'atteindre ces objectifs sont multiples et peuvent être précisées dans un second temps. On peut imaginer que les consommateurs finaux soient davantage exposés au prix spot, mais aussi renforcer les encouragements publics à la réduction de la demande ou donner aux consommateurs des objectifs individuels de réduction. Comme le montre la figure 1 (p. é), la réponse des économies européennes durant l'hiver 2022 a été très encourageante.

Encourager une réduction progressive la demande est souhaitable pour deux raisons :

- cela contribuera à réduire les prix en augmentant la vitesse à laquelle la demande se contracte lorsque les prix augmentent. Il s'agit de la principale stratégie utilisée par les cartels d'acheteurs pour réduire les prix auxquels ils sont confrontés[7] ;
- cela permettra aux économies européennes de s'adapter plus facilement aux perturbations potentielles, en préparant des mesures d'adaptation en amont d'éventuelles disruptions.

Ces efforts de réduction de la demande seront nettement plus efficaces pour réduire les prix si les pays européens se coordonnent sur les objectifs à atteindre.

[7] Le fait d'annoncer en amont ces mesures renforce également le pouvoir de marché des acheteurs européens en augmentant la crédibilité d'une contraction de la demande en réponse à une hausse de prix.



3.3. Établir un mécanisme équitable et efficace d'allocation des approvisionnements disponibles

Une difficulté à laquelle les consortiums d'achats groupés sont confrontés est l'allocation des approvisionnements obtenus en cas de demande excessive, c'est-à-dire quand les approvisionnements sont plus faibles qu'attendu ou quand des chocs (par exemple climatiques) augmentent les besoins des acheteurs. Dans une telle situation, la tentation sera forte pour les acteurs dont les besoins sont les plus aigus d'acheter sur les marchés, unilatéralement et à des prix élevés, les approvisionnements dont ils ont besoin. Il faut limiter autant que possible ces comportements qui sapent l'efficacité de l'achat groupé : l'acheteur qui dévie sécurise certes ses approvisionnements, mais en augmentant le prix spot pour ses partenaires et en enrichissant les vendeurs de GNL.

La bonne façon de procéder – utilisée par les groupements d'acheteurs sur le marché de l'art par exemple – consisterait à organiser un marché de la réallocation de GNL interne aux membres du groupe d'achat. Ainsi, un acheteur dont les besoins sont plus élevés que prévu peut obtenir les approvisionnements nécessaires en compensant ses partenaires, plutôt qu'en augmentant le prix de marché. Cependant il est nécessaire de prendre des dispositions pour assurer que le prix interne du groupe d'achat reste équitable. Une façon de faire consisterait à contraindre le prix d'achat interne à ne pas dépasser une moyenne prédéfinie entre le prix spot réel et une estimation que le prix spot aurait atteint si les acheteurs avaient porté leur demande sur le marché.

Ce type de mécanisme peut être utilisé à plusieurs niveaux : entre participants au Joint Purchase Board, entre consommateurs d'un même pays en cas de rationnement ou même entre pays si un rationnement est mis en place au niveau européen (comme dans le cas historique de la Ceca).

Dans ces deux derniers cas, le mécanisme de réallocation interne pourrait prendre la forme d'un mécanisme de *cap-and-trade* de permis de consommation :

- compte tenu du volume disponible, on alloue aux consommateurs de gaz des permis de consommation proportionnels à leur consommation historique ;
- les utilisateurs de gaz peuvent échanger ces permis sur un marché ouvert ;
- ils peuvent acheter du gaz à un prix réglementé dans les limites des permis qu'ils possèdent.

Ce mécanisme a quatre propriétés attractives :

- il est équitable et reflète un contrat social implicite entre citoyens : chaque utilisateur a droit à une part minimale raisonnable de la capacité disponible ;
- il est efficace : les permis peuvent être échangés à volonté ;
- il est coopératif : les utilisateurs ayant des besoins importants peuvent s'approvisionner en compensant leurs partenaires européens, plutôt qu'en augmentant les rentes des exportateurs ;
- Il peut s'appuyer sur le savoir-faire et l'infrastructure informatique développés dans le cadre du *European Emissions Trading System*.

Qu'il soit mis en œuvre entre les pays ou à l'intérieur des pays, les citoyens doivent être les bénéficiaires principaux de toute revente de permis de consommation.
Nous pensons qu'expérimenter un tel mécanisme, au moins à une échelle réduite, serait un investissement de sécurité économique utile, d'autant plus qu'il peut être utilisé dans d'autres contextes (par exemple, pour gérer l'insuffisance d'offre sur le réseau électrique).

Conclusion

Loin d'être impuissante, l'Union européenne dispose de leviers pour gérer efficacement la crise énergétique actuelle. Pour élaborer une réponse efficace et proportionnée, la première étape indispensable est d'améliorer notre information sur les anticipations des grands acteurs du marché et sur leur exposition à la volatilité des prix de court terme, et de réduire les incertitudes quant à l'efficacité des interventions publiques.

Dans un deuxième temps, si l'achat groupé de gaz au niveau européen semble répondre au défi de la crise, nous insistons sur le fait que son succès dépendra fortement de ses modalités quant à l'organisation des négociations et aux mécanismes d'allocation. Les acteurs européens pourront les ajuster pour construire un tel projet dans les mois à venir.

